

PLANIRANJE RADA HIDROELEKTRANA ZA KRATKOROČNI PERIOD I KORIŠTENJE NJIHOVE FLEKSIBILNOSTI U TRŽIŠNOM OKRUŽENJU

MSc. Faruk SERDAREVIĆ dipl.ing.maš
Stručnjak iz oblasti energetike, Sarajevo, BiH
e-mail: faruk.serdarevic@gmail.com

MSc. Mirsad ŠABANOVIĆ dipl.ing.el.
Stručnjak iz oblasti energetike, Sarajevo, BiH
e-mail: mirsadsab@gmail.com

REZIME

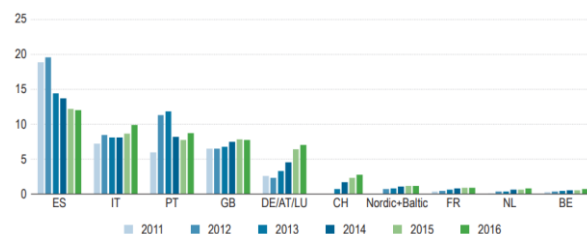
Od početka procesa reforme elektroenergetskog sektora u Evropi cilj koji se neprekidno naglašavao bio je uspostava jedinstvenog evropskog tržišta električne energije (Internal Electricity Market – IEM). Nakon više od deset godina fokusiranja na uspostavu odgovarajućeg pravnog okvira tržišta, Evropska Unija (EU) je 2009. godine u cilju ubrzanja formiranja jedinstvenog evropskog tržišta, donijela novi set dokumenata poznatiji pod nazivom Treći energetska paket propisa Evropske Unije, te posrednim putem definisala ciljni modela tržišta električne energije. Sve članice Evropske Unije bile su dužne da transponuju u nacionalni zakonski okvir obaveze iz Trećeg paketa što je bio jedan od preduslova za otvoreno, integrisano i konkurentno evropsko tržište električne energije. U ciljnom modelu tržišta pored tržišta dan unaprijed (day-ahead market - DAM) važnu ulogu imaju i unutarodnevno tržište (intraday market – IDM) i balansno tržište (balancing market – BM) jer trgovanje što bliže proširenom realnom vremenu zahtjeva posebnu pažnju zbog sve većeg udjela „promjenjive“ i teško predvidljive proizvodnje električne energije iz elektrana koje koriste obnovljive izvore energije. U ovom radu su razmatrane mogućnosti nudića električne energije na više tržišta jedne protočne hidroelektrane na kratkoročnom tržištu u Bosni i Hercegovini. Korišteni su tržišni podaci iz Bosne i Hercegovine i regiona u cilju dobijanja što realnijih rezultata.

Ključne riječi: tržište električne energije, hidroelektrana, konkurencija, obnovljivi izvori energije, isprekidana proizvodnja

ULOGA KRATKOROČNIH TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Ciljni model tržišta električne energije je definisao generalnu strukturu tržišta električne energije, ali pojedini dijelovi tržišta u okviru ukupnog tržišta električne energije su u kontinuiranom razvoju, prilagođavanju i unaprjeđenju.

S obzirom na projektovane pravce daljeg razvoja „unutrašnjeg tržišta električne energije“ buduće pan-evropsko tržište električne energije će, u poređenju sa današnjim stanjem, biti više prekogranično integrisano i imati će veći udio intermitirane proizvodnje (promjenjiva proizvodnja iz elektrana koje koriste obnovljive izvore energije). To će biti posljedica ciljeva za zaštitu životne sredine Evropske unije i projektovanog smanjenja proizvodnje iz konvencionalnih elektrana sa većim nivoom emisije stakleničkih gasova prvenstveno termoelektrana na uglj. Sve više uvezana (market coupling) tržišta električne energije i povećanje učešća intermitirane proizvodnje će zahtijevati dalji razvoj tržišta bliskih proširenom realnom vremenu, a to se naročito odnosi na unutarodnevno tržište i efikasnije usluge balansiranja, a vjerovatno i razvoj novih proizvoda za balansiranje.[1]



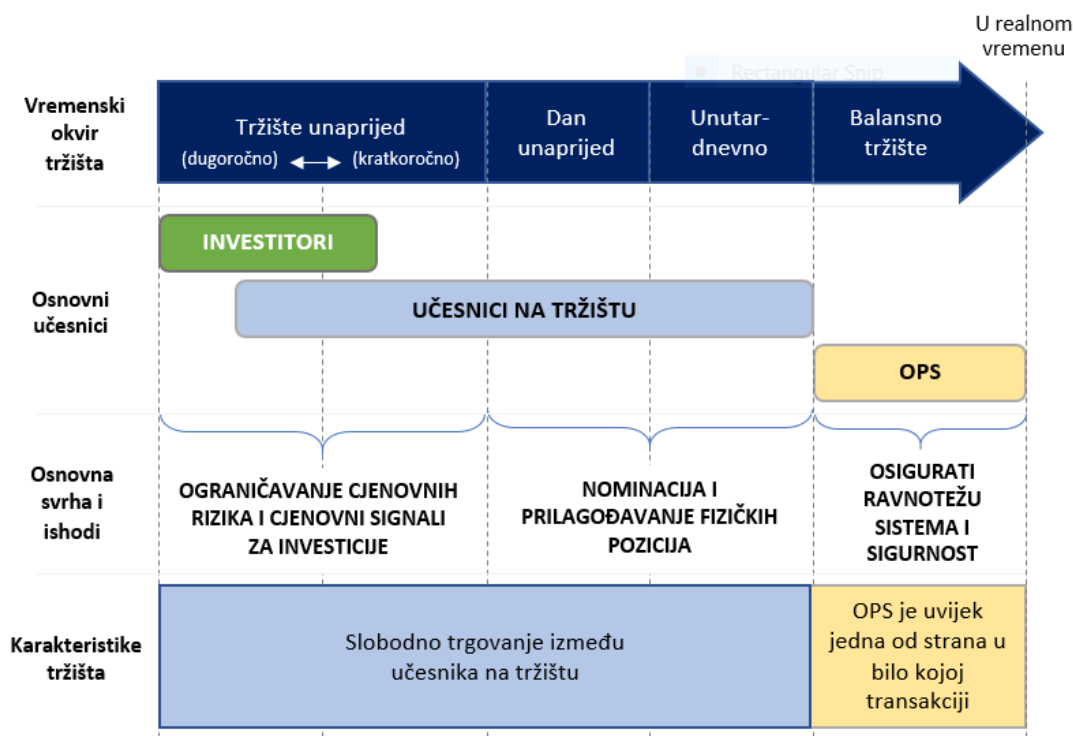
Slika 1. Odnos između količina električne energije sa kojim se trgovalo na unutarodnevnom tržištu i potrošnje električne energije u pojedinim zemljama [2]

Na slici 1. možemo vidjeti da je udio količine energije kojom se trguje na unutardnevnom tržištu iz godine u godinu sve veći uz izuzetak Španije zbog specifičnosti Iberijskog tržišta.

U današnjoj situaciji hidroelektrane imaju najznačajniju ulogu na kratkoročnim tržištima jer su one već od ranije bile „predviđene“ da vrše regulaciju elektroenergetskog sistema tako da su sa tehničke strane već pripremljene za rad na kratkoročnim tržištima. Dakle, preostaje samo prilagoditi se tržišnim uslovima i, naravno, zahtjevnijim tehničkim uslovima rada elektroenergetskog sistema sa povećanim udjelom intermitiranih izvora [3]. Ovdje se mora spomenuti i nadolazeća konkurencija za rad na tržištima bliskim realnom vremenu (unutardnevno tržište, balansno tržište, tržište pomoćnih usluga) jer su posljednjih godina širom svijeta značajna ulaganja u nove tehnologije koje daju novu dimenziju fleksibilnosti elektroenergetskog sistema (Demand Response Management, Storage Systems, Virtual Power Plants...).

Balansno tržište električne energije je jedno od tržišta električne energije koje predstavlja vezu između bilateralnog tržišta električne energije (bez obzira da li je ono berzansko/organizovano ili vanberzansko) i

tržišta pomoćnih usluga. Za razliku od bilateralnog tržišta električne energije gdje sudionici u bilo kojoj transakciji kupovine ili prodaje električne energije mogu biti bilo koji tržišni učesnici, karakteristika balansnog tržišta je da jedan od učesnika u kupoprodajnoj transakciji na balansnom tržištu uvijek mora biti operator prenosnog sistema (OPS). Operator je obavežno sudionik iz razloga što se te transakcije obavezno dešavaju nakon završetka trgovine unutar dana, a prije proširenog realnog vremena, kada je ostalo nedovoljno vremena da bi se ispoštovale sve standardne sigurnosne procedure provjere za uključene učesnike, ali ipak dovoljno vremena da operator bude jedan od sudionika u kupoprodajnoj transakciji na balansnom tržištu. Dodatno, kupoprodajom električne energije na balansnom tržištu operator prenosnog sistema može minimizirati troškove nabavki pomoćnih usluga i optimizirati sveukupne troškove sistemskih usluga (troškovi regulacije, troškovi nabavke energije za pokrivanje gubitaka i poravnanje neželjenih odstupanja kontrolne zone). Profesionalno i domaćinsko ponašanje operatora prenosnog sistema na balansnom tržištu može doprinijeti nižim ukupnim troškovima sistema i samim tim i nižim cijenama mrežarine.



Slika 2. Model tržišta električne energije [4]

HIDROELEKTRANE KAO TRŽIŠNI UČESNICI

Kako bi jedan elektroenergetski sistem normalno funkcionisao potrebno je kontinuirano kontrolisati ključne parametre kao što su frekvencija, naponske prilike, strujno opterećenje elemenata, odnosno osigurati odgovarajuću Q/V podršku i P/f regulaciju (primarna, sekundarna i tercijska rezerva) u sistemu. To su ključni faktori koji omogućavaju održavanje kontinuiranog balansa između proizvodnje i potrošnje u sistemu. Održavati balans postaje sve zahtjevnije zbog povećanja učešća neupravljivih izvora proizvodnje i sve većeg utjecaja različitih faktora (temperatura, vjetar, oblačnost, dotoci, „ispadi jedinica“...) koji otežavaju kvalitetno satno planiranje proizvodnje i potrošnje električne energije.[5] U takvom okruženju do izražaja dolaze hidroelektrane jer su one jedinstvene sa svojom „multitasking“ tehnologijom koja, pored proizvodnje električne energije kao osnovnog proizvoda, može pružiti cijeli niz usluga sistemu i proizvoda kao naprimjer:

- Mogućnost brzog starta;
- Black start;
- Regulacija frekvencije i snage razmjene (P/f regulacija);
- Regulacija napona (Q/V podrška);
- „Rotirajuća“ rezerva;
- Back-up

Šta sve prethodno navedeno znači za hidroelektrane kao specifične tržišne učesnike, odnosno kao aktivne prodavače svojih usluga na tržištu električne energije? Znači puno više mogućnosti za prihod, ali istovremeno i veće naprezanje opreme.

Generalno, prihod od prodaje električne energije hidroelektrane koja radi u tržišnim uslovima se sastoji od:

- prihoda od prodaje električne energije na srednjoročnom bilateralnom tržištu (forward market);
- prihoda od prodaje električne energije na tržištu dan unaprijed (day-ahead market);
- prihoda od prodaje električne energije na unutarodnevnom tržištu (intra-day market);
- prihoda od prodaje električne energije na balansnom tržištu (balancing market);
- prihoda od prodaje kapaciteta i električne energije na tržištu pomoćnih usluga (ancillary services market).

Pošto je fokus ovog rada na kratkoročnim tržištima u daljim razmatranjima nećemo uzimati u obzir bilateralno tržište za ugovore čija je vremenska domena duža od domene tržišta dan unaprijed.

Prognozirati svoju moguću proizvodnju za naredni vremenski period (po satima) i donijeti odluke koliko električne energije proizvoditi u kojem satu i kako ih raspodjeliti i ponuditi na različitim tržištima predstavlja značajan izazov za svakog tržišnog učesnika. Navedeno se dodatno usložnjava ako znamo da je električna energija roba koja je vrlo specifična i čija tržišna cijena je podložna raznim utjecajima, kako objektivnim (cijena nafte, uglja, plina, vremenske prilike, kvarovi,...), tako i subjektivnim (politika, tržišne špekulacije...).

Ako uzmemo u obzir da se situacija mijenja iz sata u sat dolazimo do zaključka da je dobro poznavanje tržišnih prilika (lokalnih/nacionalnih i regionalnih), te kvalitetna procjena svih uključenih rizika, veoma važna prilikom svakodnevnog donošenja odluka. Sve ovo navodi na potrebu da fleksibilni proizvođači investiraju u alate i znanja s ciljem kreiranja optimalnih strategija za maksimiziranjem profita na tržištima bliskim realnom vremenu. Budući profit tih proizvođača će zavisiti od svakodnevnih cijena na tržištu dan unaprijed, unutarodnevnom tržištu i balansnom tržištu, te od njihovih strategija nuđenja na tim tržištima.

TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U BOSNI I HERCEGOVINI

Tržište električne energije u Bosni i Hercegovini je bilateralno bez postojanja organizovanog tržišta dan unaprijed i organizovanog unutarodnevno tržišta. Balansno tržište je funkcionalno i njime administrira i upravlja NOS BiH (nezavisni operator sistema). Treba naglasiti da se trgovina dan unaprijed i unutarodnevna trgovina obavlja i da tržišni učesnici međusobno sklapaju transakcije/ugovore za dan unaprijed (isporuka električne energije u narednom danu) ili unutarodnevno (isporuka električne energije tokom istog dana kada je ugovor zaključen), ali ta tržišta nisu organizovana, odnosno ne postoji berza električne energije (Power Exchange) kao u većini evropskih zemalja.

Nepostojanje berze, pored ostalog, znači da ne postoji zvanična transparentna „spot“ (dan unaprijed) cijena električne energije što povećava izazove pred tržišnim učesnicima. Isti je slučaj i sa cijenama električne energije na unutarodnevnom tržištu. Što se tiče balansnog tržišta električne energije, njega administrira NOS BiH i cijene se svakodnevno objavljuju.

Kao dobar pokazatelj cijena na tržištu dan unaprijed se mogu koristiti cijene električne energije sa najvećeg regionalnog tržišta dan unaprijed HUPX (Hungarian Power Exchange).

U nastavku ovog rada su prikazane osnovne karakteristike cijena električne energije na tržištu dan unaprijed i balansnom tržištu u 2017 godini za Bosnu i Hercegovinu.

Tržište dan unaprijed

Kao referentne cijene za dan unaprijed tržište koristiti ćemo ostvarene satne cijene na HUPX tokom 2017. godine. U tabeli 1 su ključni statistički podaci iz HUPX godišnjeg izvještaja za 2017. godinu.

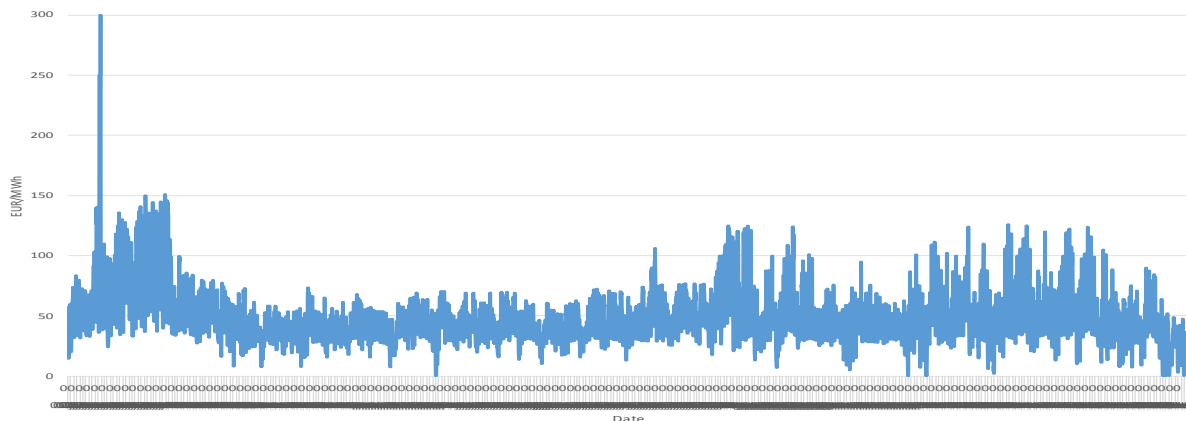
Na slici 3 je prikazan graf „kretanja“ satnih cijena tokom 2017. godine. Relativno visoke cijene u prva dva mjeseca su rezultat izuzetno sušne zime u regionu te značajnog izostanka proizvodnje iz hidroelektrana što je region dovelo u priličan deficit sa električnom energijom.

Ono što je najuočljivije je porast prosječne cijene od skoro 50% u odnosu na 2016. godinu. Interesantno je

uporediti i Trimmed Mean Price što je prosječna godišnja cijena kada se ne uzmu u obzir dvije najviše i najniže satne vrijednosti. U 2017. godini, Base Trimmed Mean cijena (50,12 EUR/MWh) je bila niža od prosječne cijene (50,35 EUR/MWh) za 0,23 EUR/MWh (0,45%) što je značajan iznos u poređenju sa prethodnom godinom.

Neuzimanjem u obzir samo 4 satne vrijednosti (0,04% od ukupnog broja sati u godini) prosječna vrijednost se promijenila za 0,45% što je posljedica nekoliko ekstremno visokih satnih cijena na početku godine (izrazito sušan period sa vrlo niskim temperaturama), te vrlo niskih cijena u periodima velike proizvodnje iz obnovljivih izvora energije.

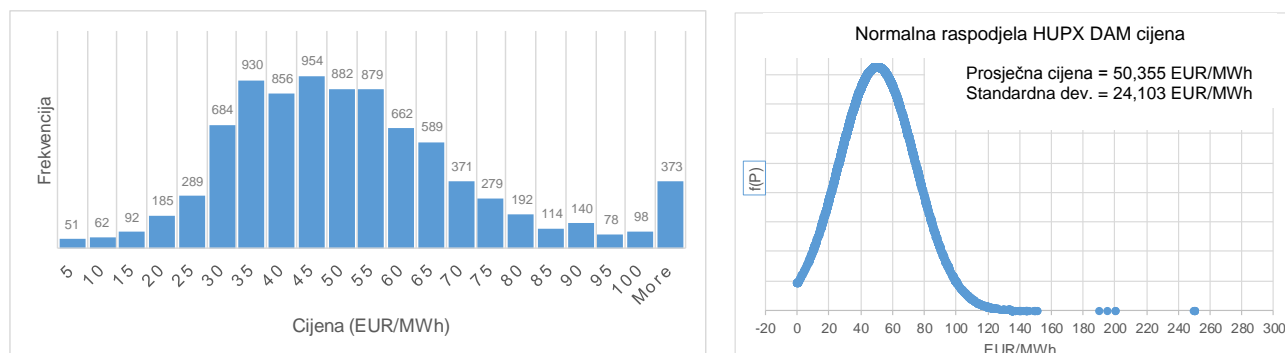
Ako pogledamo raspodjelu cijena tokom 2017. godine i njihovu frekvenciju pojavljivanja (slika 4) možemo zaključiti da se 68,2% satnih vrijednosti nalazi u opsegu 26,25 EUR/MWh do 74,46 EUR/MWh.



Slika 3. Satne cijene električne energije na HUPX DAM tokom 2017. godine

Tabela 1. Osnovni podaci o cijenama na HUPX DAM u 2016. i 2017. godini [6]

Description	2016	2017	Change	
HUPX Base Average Price (EUR/MWh)	35,43	50,35	14,93	42,14%
HUPX Peak Average Price (EUR/MWh)	40,30	59,60	19,31	47,92%
HUPX Base Trimmed Mean Price (EUR/MWh)	35,42	50,12	14,69	41,48%
HUPX Peak Trimmed Mean Price (EUR/MWh)	40,28	59,17	18,89	46,91%
OTC Base Trimmed Mean Price (EUR/MWh)	35,30	50,89	15,58	44,13%
OTC Peak Trimmed Mean Price (EUR/MWh)	38,65			
Trimmed Diff. BL. HUPX ↔OTC	-0,17	0,78	0,95	-550,34%
Trimmed Diff. PL. HUPX ↔OTC	-0,02			
Highest Traded Price (EUR/MWh)	101,70	300,10	198,40	195,08%
Lowest Traded Price (EUR/MWh)	-6,07	0,04	6,11	-100,66%



Slika 4. Frekvencija cijena na HUPX DAM (broj pojavljivanja) – lijevo i Normalna raspodjela cijena – desno

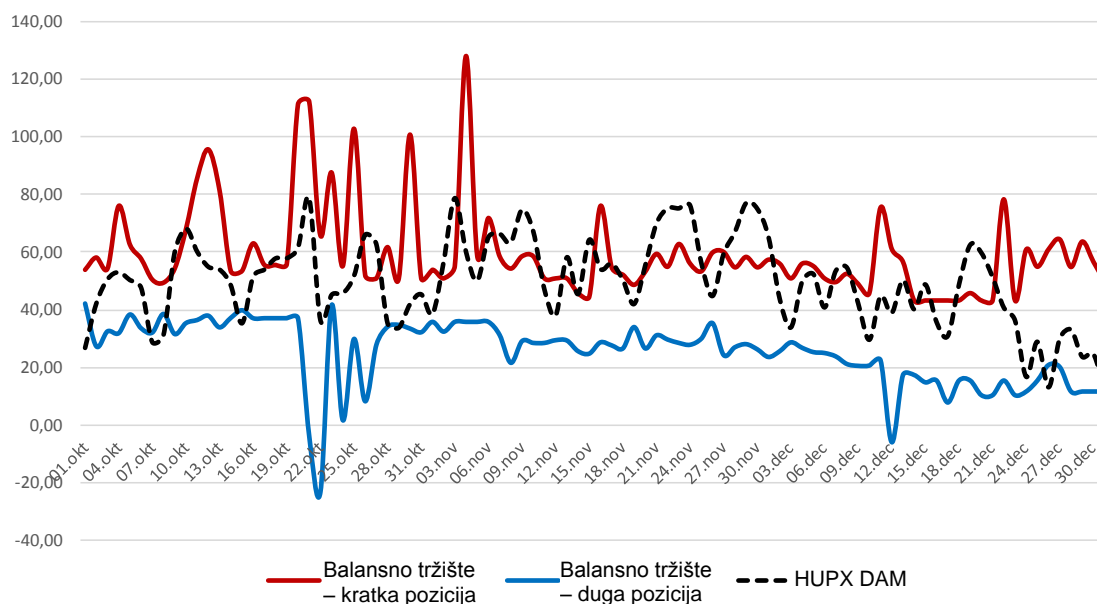
BALANSNO TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U BIH

Balansno tržište električne energije u BiH je u punoj funkciji od početka 2016. godine i može se reći da, poredeći sa okruženjem, radi relativno dobro. Više tržišnih učesnika nudi energiju na ovom tržištu, cijene su odraz ponude i potražnje, a pokazatelj za to je puno manje odstupanje BiH kontrolne zone prema interkonekciji.

OPIS MODELA I POLAZNE PRETPOSTAVKE

Model smo postavili tako da tržišni učesnik (protočna hidroelektrana sa vrlo malom akumulacijom u našem

slučaju) treba u toku dana D donijeti odluku koliku količinu potencijalno moguće proizvodnje tokom dana D+1 će ponuditi na tržištu dan unaprijed, koje količine će ostaviti za unutardnevno tržište i balansno tržište. Navedenu odluku treba donijeti za svaki sat, a naravno uzimajući u obzir sva ograničenja (maksimalni i minimalni kapacitet hidroelektrane, početni nivo akumulacije, planirani dotok vode, biološka ograničenja, planska ograničenja...), najbolje prognoze (dotoka, potražnje na tržištu, satnih cijena na svim tržištima) ali i specifična znanja koja zajedničkim imenom nazivamo lokalne i regionalne tržišne prilike (raspoloživost prekograničnih kapaciteta, stepen pouzdanosti rada većih termo-jedinica, remontu većih proizvodnih jedinica...).



Slika 5. Satne cijene (EUR/MWh) na HUPX DAM i na balansnom tržištu u BiH u Q4 2017. godine [7]

Korišteni model je baziran na maksimizaciji prihoda od prodaje električne energije tržišnog učesnika (protočna hidroelektrana - HE) u danu D+1 gdje se prodaja vrši na tri vrste tržišta za dan D+1 (dan unaprijed, unutarnevno i balansno) uz zadovoljavanje svih postavljenih ograničenja. Prognozirani su prirodni dotoci vode za dan D+1 i proizvodna ograničenja hidroelektrane u skladu sa tehničkim mogućnostima i vodnim ograničenjima. Satne cijene su prognozirane za Bosnu i Hercegovinu i to na bazi dan unaprijed cijena i cijena na unutarnevnom tržištu na HUPX, dok su za podloge za prognozu cijena na balansnom tržištu korišteni podaci o cijenama na balansnom tržištu u BiH (NOS BiH – Short cijene).

Funkcija cilja za gore definisani problem bi bila:

$$R(W_H^{DA}, W_H^{ID}, W_H^{BM}) = \max \sum_{H=1}^{24} (P_H^{DA} W_H^{DA} + P_H^{ID} W_H^{ID} + P_H^{BM} W_H^{BM})$$

gdje je:

H – redni broj sata u toku dana

W_{D+1} – ukupna količina energije koja se planira proizvesti u toku dana D+1 u zavisnosti od dotoka $f(Q)$

W_H^{DA} – količina energije koja se planira ponuditi/prodati u satu H na tržištu dan unaprijed u danu D+1;

P_H^{DA} – prognozirana cijena energije u satu H na tržištu dan unaprijed u danu D+1;

W_H^{ID} – količina energije koja se planira ponuditi/prodati u satu H na unutarnevnom tržištu u danu D+1;

P_H^{ID} – prognozirana cijena energije u satu H na unutarnevnom tržištu u danu D+1;

W_H^{BM} – količina energije koja se planira ponuditi/prodati u satu H na balansnom tržištu u danu D+1;

P_H^{BM} – prognozirana cijena energije u satu H na balansnom tržištu u danu D+1.

Ograničenja koja se moraju ispoštovati

S obzirom da se radi o protočnoj HE sa vrlo malom akumulacijom koja omogućuje samo satnu nivelaciju proizvodnje potrebno je obezbjediti proizvodnju električne energije u svakom satu u opsegu između minimalne proizvodnje $W_H^{HPP_MIN}$ definisane hidrološkim ograničenjima i maksimalne satne proizvodnje $W_H^{HPP_MAX}$ definisane tehničkim karakteristikama agregata.

$$W_H^{HPP_MIN} \leq (W_H^{DA} + W_H^{ID} + W_H^{BM}) \leq W_H^{HPP_MAX}, \quad \forall H, H = 1..24, \text{ a gdje je:}$$

$$(W_H^{DA} + W_H^{ID} + W_H^{BM}) = W_{D+1}$$

Protočna HE treba plasirati prognoziranu količinu dnevno proizvedene električne energije i to može raditi u tri vremenski pomjerena „ciklusa“: na tržištu dan-unaprijed, na unutarnevnom tržištu i na balansnom tržištu električne energije. Potrebno je napomenuti da „ponuditi“ ne znači i automatski i prodati energiju jer ta ponuda treba zadovoljiti ekonomske kriterije tržišta dan unaprijed u svakom satu da bi bila prihvaćena. Ponuda na tržište dan unaprijed dolazi prva i poslije nje postoje još dvije „šanse“ za dodatno nuđenje gdje se energija koja „ne prođe“ tržište dan unaprijed može ponovo nuditi zajedno sa energijom predviđenom za ta tržišta.

U cilju upravljanja rizikom dobro bi bilo odmah dio energije ponuditi (što ne garantuje i prodaju) na tržištu dan unaprijed. Koliki je to udio energije, određuje se za svako tržište i za svaki dan uzimajući u obzir situaciju na tržištu (potražnja, vremenska prognoza, informacije koje utiču na rad kratkoročnog tržišta...). Ograničenja su:

$$\alpha_{min} W_{D+1} \leq \sum_{H=1}^{24} (W_H^{DA}) \leq \alpha_{max} W_{D+1}$$

$$\beta_{min} W_{D+1} \leq \sum_{H=1}^{24} (W_H^{ID}) \leq \beta_{max} W_{D+1}$$

$$\gamma_{min} W_{D+1} \leq \sum_{H=1}^{24} (W_H^{DA}) \leq \gamma_{max} W_{D+1}$$

$$\alpha + \beta + \gamma = 1$$

gdje su α , β i γ koeficijenti udjela proizvodnje respektivno za tržište dan unaprijed, unutarnevno tržište i balansno tržište u ukupnoj dnevnoj proizvodnji hidroelektrane. Navedeni koeficijenti su iskustveni i operativno osoblje ih treba svakodnevno „postavljati“ u zavisnosti od tržišnih informacija jer su tržište dan unaprijed i tržišta koja slijede „vrlo osjetljiva“ i vrlo „burno“ reaguju na promjene tržišnih okolnosti.

Analiza je bazirana na tome da nakon prikupljanja svih ulaznih pretpostavki, operativni odjel prodaje odlučuje koji je maksimalni i minimalni udio energije (od ukupno dnevno planirane proizvodnje) koji se želi ponuditi na tržištu dan unaprijed zbog sigurnosti plasmana proizvedene električne energije (želi se osigurati da se veći dio energije ponudi na najlikvidnijem tržištu), te

granice udjela energije i za ostala tržišta. U zavisnosti od postavljenih granica, model će proračunati koliko se energije treba ponuditi u svakom satu na svakom tržištu.

Ono što direktno utiče na rezultate i upotrebljivost proračuna je prognoza sljedećeg:

- prognoza prirodnih dotoka za razmatrani period;
- prognoza satnih cijena na tržištu dan unaprijed;
- prognoza satnih cijena na unutardnevnom tržištu ;
- prognoza cijena debalansa (satnih cijena na balansnom tržištu).

NUMERIČKI PRIMJER

U primjeru koji ćemo elaborirati su prognozirane satne cijene za tržište dan unaprijed za jedan dan (na bazi HUPX DA (dan unaprijed) cijena i informacija sa tržišta), satne cijene za unutardnevno tržište (na bazi cijena HUPX ID i informacija sa tržišta), te prognozirane cijene za nedostajuću energiju (SHORT) na balansnom tržištu (na bazi cijena na balansnom tržištu – NOS BiH i informacija sa tržišta).

Sve prognoze cijena se odnose na isti dan. Takođe je za taj dan prognoziran prirodni dotok i na osnovu njega planirana dnevna proizvodnja protočne hidroelektrane.

P_{min} (MW)	P_{max} (MW)	W_{D+1} (MWh)	W_D^{max} (MWh)
10	30	500	720

U primjeru je analiziran mogući prihod hidroelektrane nuđenjem (i prodajom) na više tržišta tokom dana u zavisnosti od definisanog obaveznog udjela prodaje na pojedinom tržištu. Model je pokretan sa više različitih početnih pretpostavki (ograničenja nuđenja na tržištima), a uporedni rezultati su prikazani u tabeli 2.

Tabela 2. Uporedni prikaz mogućih prihoda hidroelektrane nuđenjem (i prodajom) na više tržišta tokom dana

α_{max}	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%
α_{min}	0%	0%	0%	0%	50%	50%	60%	45%
β_{max}	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
β_{min}	0%	0%	0%	0%	0%	35%	35%	30%
γ_{max}	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	10%
γ_{min}	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Prihod (EUR)	26.300	26.651	30.131	29.142	30.126	28.806	27.376	28.101
---------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Udio DAM	100%	58%	44%	0%	50%	50%	60%	48%
Udio IDM	0%	42%	26%	68%	20%	35%	35%	42%
Udio BM	0%	0%	30%	32%	30%	15%	5%	10%

U razmatranom primjeru tržišni učesnik – proizvođač (hidroelektrana) ima mogućnost da nudi/prodaje električnu energiju na više tržišta električne energije. U tabeli je data vrijednost dnevnog prihoda prodaje u kombinaciji različitih slučajeva. Maksimalni prihod se ostvaruje u slučaju kada model sam proračunava koliko energije će se ponuditi/prodati na pojedinom tržištu, dok je „najlošiji“ rezultat u slučaju kada bi se sva energija ponudila/prodala samo na tržištu dan unaprijed. Nuđenje na svakom novom tržištu daje dodatnu mogućnost za povećanje prihoda, ali u praksi unosi dodatni rizik jer nema garancija da će se uspjeti prodati energija na unutardnevnom tržištu, a pogotovo na balansnom tržištu. Zbog toga je i predviđena mogućnost da proizvođač svaki dan, na bazi aktuelnih prognoza i širokog spektra informacija, određuje koeficijente α , β i γ kojima će upravljati na određeni način rizikom plasmana električne energije na tržištu.

ZAKLJUČAK

U ovom radu prezentirana je analiza slučaja koja ilustrira mogućnosti nuđenja električne energije jedne protočne hidroelektrane na više tržišta električne energije (multi-market bidding). Zbog opštih karakteristika ove vrste hidroelektrana razmatrana su sljedeća tržišta: tržište dan unaprijed, unutardnevno tržište i balansno tržište. Navedena tržišta su predstavljena istorijskim podacima iz 2017. godine publikovanim od strane HUPX i NOS BiH.

Korištenjem predstavljenog modela i realnih ograničenja hidroelektrane pokazano je da nuđenje na više tržišta daje proizvođaču veći prihod u poređenju sa nuđenjem na samo jednom tržištu (tržištu dan unaprijed). Bazirano na ovim rezultatima možemo zaključiti da postoji teoretski potencijal za ostvarivanje

dodatnog prihoda nuđenjem određene količine električne energije na više tržišta električne energije, nego nuđenjem na do sada dominantnom tržištu dan unaprijed, bez obzira što su ta tržišta vremenski „smaknuta“. U našem slučaju je ostvaren veći prihod za 14,5%.

Potrebno je istaći da rezultati modela najviše zavise od prognoze satnih cijena za svako tržište, ali za kratkoročna tržišta se mogu relativno dobro prognozirati cijene te sa svakom novom informacijom ažurirati.

Iz današnje perspektive, fleksibilnost hidroelektrana daje ovim izvorima električne energije mogućnost za efikasno balansiranje promijenljive i teško upravljive proizvodnje (vjetroelektrane, solarne elektrane,...), a korištenjem svoje fleksibilnosti hidro-proizvođači mogu optimizirati korištenje i raspodjelu raspoloživih proizvodnih kapaciteta na različitim tržištima električne energije, odnosno povećati vrijednost električne energije koju prodaju.

LITERATURA

- [1] Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration; Frieder Borggreve and Karsten Neuhoff; DIW Berlin - German Institute for Economic Research; 2011.
- [2] Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016.; ACER/CEER; October 2017
- [3] Hydropower supporting a power system in transition; EURELECTRIC; June 2015
- [4] EU Integrated Electricity Market Seminar - Dublin; EC Directorate –General for Energy; 2011
- [5] Hydropower: a vital asset in a power system with increased need for flexibility and firm capacity; Weisrock Ghislain; Encyclopédie de l'Energie; February 2016
- [6] HUPX DAM Annual Report 2017; www.hupx.hu
- [7] www.nosbih.ba

PLANNING OF THE WORK OF HYDRO POWER PLANTS FOR THE SHORT-TERM PERIOD AND USING THEIR FLEXIBILITY IN THE MARKET ENVIRONMENT

by

MSc. Faruk SERDAREVIĆ B.Mech.Eng
Energy sector expert, Sarajevo, BiH
e-mail: faruk.serdarevic@gmail.com

MSc. Mirsad ŠABANOVIĆ B.El.Eng
Energy sector expert, Sarajevo, BiH
e-mail: mirsadsab@gmail.com

Summary

Since the beginning of the reform process of the electricity sector in Europe, the goal that has been consistently emphasized is the establishment of the European Single Electricity Market (Internal Electricity Market – IEM). After more than ten years of focusing on the establishment of an appropriate legal framework for the market, in 2009, in order to accelerate the establishment of a single European market, the European Union adopted a new set of documents known as the Third Energy Package of EU regulations, and indirectly defined a target market model. All EU member states were obliged to transpose into their national legal framework the obligations from the Third Package, which was one of the prerequisites for an open, integrated and competitive European electricity market. In the target model for the market, besides the

day-ahead market, the intraday market and the balancing market play an important role since trading closer to the extended real time requires special attention due to an ever-increasing share of intermittent and hard to forecast generation from power plants which use renewable energy sources. This paper considers the possibilities of offering electricity to several markets from a run-of-river hydropower plant on the short-term market in Bosnia and Herzegovina. Market data from Bosnia and Herzegovina and the region were used in order to obtain as realistic results as possible.

Key words: electricity market, hydro power plant, competition, renewable energy sources, intermittent generation

Redigovano 5.11.2018.